

Рассмотрим более подробно нефтенасыщенные толщи на примере пластов AC_{12}^1 и AC_{12}^{3-5} (рис.). Основным пластом района является AC_{12}^1 , средние нефтенасыщенные толщины – 18,7 м, проницаемость по ГИС – 3,6 мД. Пласт AC_{12}^{3-5} распространён не повсеместно, в исследуемом районе вскрыт в границах куста №33, при этом его средняя нефтенасыщенная толщина около 5 м, проницаемость по ГИС – 3мД.

Изучаемое месторождение (южная часть) большое по размерам 66 x 44 км, что уже, само по себе затрудняет создание одной единой 3D модели. Кроме того, клиноформное строение продуктивных отложений определяет сложную геометрию залежей, неравномерное распределение коллектора в разрезе и по латерали, сильную изменчивость фильтрационно-емкостных свойств в его пределах. Для построения трехмерной геологической модели необходимо создать структурную модель с наиболее точным представлением о строении месторождения, которая, в свою очередь определяется корреляционными границами пластов. Подтверждением этого, как правило, является адекватная картина литологического распределения коллекторов. От качества выполнения детальной корреляции зависит точность подсчета запасов, и как следствие, обоснованность технологических решений при разработке.

Основой каркаса геологической модели является построение структурных карт по кровле и подошве пластов. Структурные поверхности получены по результатам сейсмической интерпретации в глубинном измерении и геологическим маркерам по скважинам.

Таким образом, построение геологической модели выполняется в целях дальнейшего изучения и уточнения геологического строения месторождения, более детального анализа и оценки текущего состояния разработки. Качественная и детальная геологическая модель позволяет повысить надежность и адекватность прогнозных расчетов показателей разработки, а вместе с тем наиболее полно и достоверно определить недостатки системы разработки, принять обоснованные решения по ее усовершенствованию.

Литература

1. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Конышев А.И., Разяпов Р.К. Фациально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ-циклитов Приобской зоны нефтенакпления // Геология нефти и газа. – Москва, 1995. – №5. – С. 11–16.
2. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, В.С. Сафонов и др.; Науч. ред. акад. А.А. Трофимук. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.

ИЗУЧЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ИНДИКАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

А.В. Волкова

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальным вопросом на сегодняшний день является изучение месторождений со сложным геологическим строением, находящихся на III-IV стадии разработки. Текущие параметры разработки месторождений изучаются с помощью гидродинамических исследований скважин (ГДИС), в частности с помощью трассерных исследований, которые дают детальное представление о распределении фильтрационных потоков по пласту, что позволяет предотвратить обводнение добывающих скважин с помощью изоляции промытых высокопроницаемых зон. Поэтому цель работы изучить геологическое строение и уточнить изменение фильтрационных параметров по площади с помощью трассерных исследований на примере месторождения Широкого Приобья.

Месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. В Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области. Изучаемая территория приурочена к Приобскому НГР Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Основные продуктивные пласты изучаемого месторождения связаны с песчаными неокомскими отложениями – горизонты AC_{12} , AC_{11} , AC_{10} , AC_9 , AC_8 , AC_7 , представленные чередованием прослоев песчаников, алевролитов и глин. Пласты группы AC имеют сложное геологическое строение – клиноформный (линзовидный) характер, смещаясь снизу-вверх с востока на запад. В неокомском разрезе центральной части Западной Сибири выделяются клиноформные тела, перекрываемые выдержанными глинистыми пачками. Клиноформные тела черепицеобразно налегают друг на друга, постепенно смещаясь в западном направлении. В разрезе вкрест простирания клиноформа напоминает криволинейную трапецию, боковые стороны которой наклонены на запад и несколько выполаживаются при приближении к основаниям, причем верхнее основание вытянуто на восток от точки выполаживания правой стороны трапеции [1, 3].

На побережьях мелководных морей с терригенной седиментацией в переходной зоне (располагающейся между средними глубинами воздействия слабых и штормовых волн) чередуются образовавшиеся в спокойных условиях тонкослоистые глинисто-алевритовые слои и отлагающиеся во время штормов тонкослоистые алевроитово-песчаные или песчаные слои. В дальней зоне ниже уровня воздействия штормовых волн отлагаются преимущественно тонкозернистые осадки (подводный конус выноса). Фации нижней части предфронтальной зоны, представленные переслаиванием алевроитов и песков, в направлении берега заменяются преимущественно песчаными отложениями, хорошо сортированными фациями нижнего пляжа (склон дельты). Эта тенденция увеличения тонкозернистости осадков от суши в направлении проделты нарушается в штормовых условиях: пляжевая и частично дальняя зона интенсивно эродируются, осадки переоткладываются в лагунах и выносятся в сторону моря, образуя штормовые слои (рис. 1) [2].

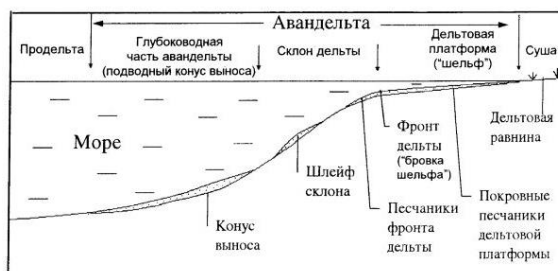


Рис. 1 Палеогеографические элементы авандельты

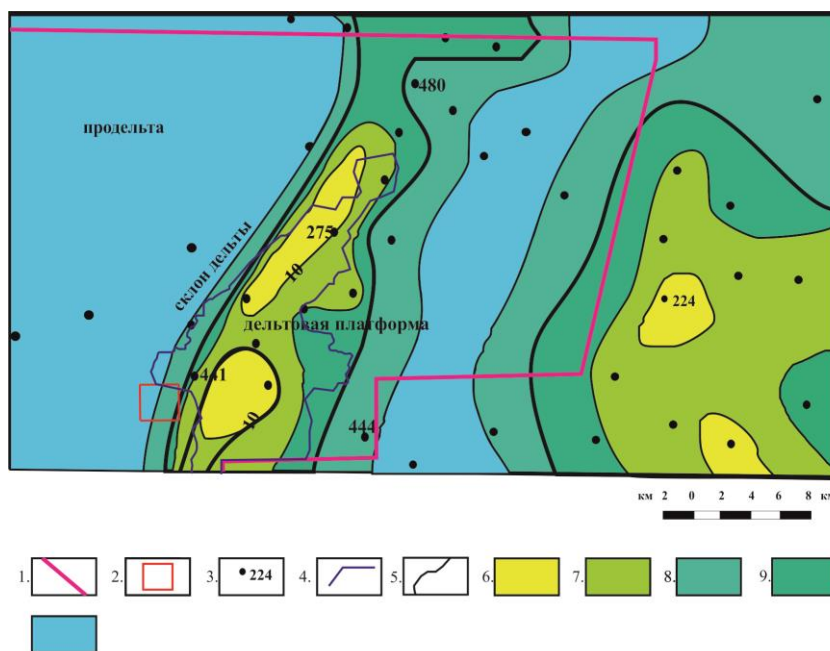
Рассмотренная схема формирования клиноформ применима и для изучаемого месторождения. Детально проанализируем ее на примере одного из продуктивных пластов AC_{10}^{1-3} . Согласно палеоструктурной карты (рис. 2), основные запасы пласта AC_{10}^{1-3} категории А связаны с отложениями дельтовой платформы и фронтом дельты, а на остальной территории месторождения – склон дельты и продельта – распределены запасы категории В₁.

Обращает на себя внимание участок переходного строения – от фронта дельты к продельте. В пределах данной территории пробурен куст скважин, характеризующийся отличной системой разработки от всего месторождения в целом. В отличие от всего месторождения, имеющего линейную, двурядную сетку скважин, исследуемый участок имеет семиточечную сетку скважин, предотвращающую преждевременное обводнение добывающих скважин. Скважинами вскрыты отложения фаций III-V типов.

Третий тип фаций представлен песчаниками фронта дельты, вдоль которого нередко формируются продуктивные пласты повышенной толщины. Обломочный материал через дельтовую платформу переносится транзитом и в зоне резкого увеличения глубины палеобассейна осаждается. Терригенные отложения, представлены образованиями шлейфов склона, продуктами подводных конусов выноса и продельты. С аналогичным типом осадков связаны основные запасы нефти месторождений этой зоны.

Четвертый тип фаций представлен песчаными телами шлейфов склона. В промысловом отношении размеры залежей, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и т.д., наименее перспективны, что предопределено главным образом палеогеоморфологией склона.

Пятый тип фаций представлен образованиями турбидитных подводных конусов выноса, песчаный материал которых большей частью откладывался у подножия склона.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- 1 - границы лицензионного участка; 2 - границы исследуемого участка; 3. поисково-разведочные скважины; 4 - границы запасов; 5 - границы фаций, фации: 6 - II типа, 7 - III типа, 8 - IV типа, 9 - V типа, 10 - VI типа.

Рис. 2 Карта распространения песчаных тел пластов AC_{10}^{1-3} Приобской нефтеносной зоны

Таким образом, столь сложные условия осадконакопления напрямую влияют и на распределение фильтрационно-емкостных свойств пород по площади. Значение пористости по пласту AC_{10}^{1-3} варьируется в среднем 18,0-19,7 %, проницаемость – от $0,2 \cdot 10^{-3}$ до 10^{-2} мкм².

Значения пористости и проницаемости варьируются: для фаций III типа – от 17,4 до 19,6 и от $1,3 \cdot 10^{-3}$ до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно. Для IV типа – пористость составляет от 15,7 до 17,4 %, проницаемость – от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $1,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Для V типа – пористость составляет <15,7 %, проницаемость < $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Учитывая все сложности условий осадконакопления, можно сделать вывод, что для исследуемого участка пласта АС₁₀¹⁻³ относительно всей площади месторождения необходимо провести дополнительное исследование фильтрационных параметров, в том числе с применением индикаторного метода исследований.

Индикаторный (трассерный) метод основан на введении в нагнетательную скважину меченой искусственным индикатором жидкости. Происходит оттеснение к контрольным добывающим скважинам меченой жидкости путем непрерывной подачи воды в контрольную нагнетательную скважину. Одновременно начинается наблюдение за добывающими скважинами, производится отбор проб. В ходе изучения изучаемой территории были построены сравнительные карты распределения фильтрационных параметров по данным ГИС, а также согласно результатам трассерных исследований. Исходя из результатов индикаторных исследований, можно сделать вывод, что фильтрационные свойства пласта-коллектора в межскважинном пространстве нагнетательной скважины различны – отсутствует радиальность заводнения. Для оценки в межскважинном пространстве фильтрационно-ёмкостных свойств наиболее информативными и детальными являются методы, показывающие непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях. Одним из наиболее детальных методов изучения межскважинного пространства является индикаторный (трассерный) метод исследования, который наглядно показывает, как происходит распределение нагнетаемой жидкости по пласту. Это необходимо для предотвращения обводнения добывающих скважин и равномерного распределения нагнетаемой жидкости по пласту.

Таким образом, результаты трассерных исследований позволяют определить скважины-кандидаты для проведения на них мероприятий по выравниванию профиля приемистости (ВПП). Технология ВПП основана на периодической закачке в нагнетательные скважины композиции химических реагентов вязкоупругого состава. В течение определенного времени происходит образование геля, уменьшающего поглощение воды высокопроницаемыми каналами и вовлечение в работу нефтенасыщенных слоев пониженной проницаемости. При дальнейшем закачивании в пласт воды происходит постепенное растворение геля, что приводит к загущению и созданию остаточного фактора сопротивления для последующей фильтрации закачиваемой воды.

В заключение стоит отметить, что в сложных геологических условиях необходимо проводить комплексное изучение территории, в том числе, отслеживая изменения текущих параметров разработки. Индикаторный метод – один из наиболее эффективных методов обнаружения высокопроницаемых каналов. Зная распределение ФЕС не только в скважине, но и в межскважинном пространстве, возможно быстро и качественно проводить изоляцию промытых зон – предотвращая обводнение добывающих скважин.

Литература

1. Волков В.А. К вопросу о механизме образования неокомских клиноформ Западной Сибири // Вестник Недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2014. – №26.
2. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, В.С. Сафонов и др.; Науч. ред. акад. А.А. Трофимук. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.
3. Фациально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ-циклитов Приобской зоны нефтенакопления / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, А.И. Кобышев и др. // Геология нефти и газа. – М., 1995. – №5. – С. 11–16.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ГОРИЗОНТА Ю1 В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СРЕДНЕВАСЮГАНСКОГО МЕГАВАЛА НА ПРИМЕРЕ МЫЛЬДЖИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.И. Воробьев, В.А. Роотс

Научный руководитель доцент Недоливно Н.М.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области (рис. 1) и, согласно нефтегазогеологическому районированию, относится к Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождение находится в окружении таких месторождений как Ключевское, Средненюрольское, Верхнесалатское, Южно-Мыльджинское. В тектоническом плане Мыльджинское месторождение располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста. Согласно «Тектонической карте юго-востока Западно-Сибирской плиты», Мыльджинский вал по отложениям осадочного чехла находится на востоке Средневасюганского мегавала, на границе с Усть-Тымской впадиной.

Продуктивность месторождения связывается с отложениями юрской системы, которая, в соответствии с региональной стратиграфической шкалой, представлена средним и верхним отделами, объединяющими тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты. Основной объект разработки на месторождении – позднеюрский горизонт Ю₁ – соответствует верхневасюганской подсвите, с постепенными переходами сменяющей мелководно-морские алевритоглинистые отложения нижневасюганской подсвиты. Горизонт перекрывается морскими глинистыми породами георгиевской и относительно-глубоководными битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

Сложная история формирования верхневасюганской подсвиты обусловила чередование в разрезе песчаных, алевритовых и глинистых пород различного генезиса (от мелководно- и прибрежно-морских до континентальных),